



Canadian
Electricity
Association

Association
canadienne
de l'électricité

L'ÉLECTRICITÉ INNOVANTE

nous relie tous!

L'INNOVATION EST AU RENDEZ-VOUS PARMIS LES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ CANADIENS :

Chaque année, l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) souligne l'innovation et les technologies de pointe des services publics d'électricité. Le rythme auquel se produisent les changements dans le secteur de l'électricité n'a jamais été aussi élevé. Notre secteur envisage une ère sans précédent marquée par l'innovation et l'investissement.

En effet, l'éclairage à DEL, les thermostats intelligents et les appareils écoénergétiques sont des technologies répandues chez les consommateurs. Bien que celles-ci procurent des avantages évidents aux utilisateurs, l'ensemble du réseau en bénéficie également. Cependant, l'innovation se produit d'une manière qui n'est pas toujours perçue par les consommateurs. Les nouvelles technologies modifient rapidement la façon dont l'électricité est produite et distribuée.

Cette année, l'ACÉ est fière de souligner 27 projets novateurs allant de la production de l'électricité à l'utilisation de la clientèle. Ces projets auront des répercussions positives sur le mode de vie des Canadiens et aideront à façonner notre avenir collectif en matière d'énergie.

PROJECTS

Alectra : Tarification avantageuse de l'électricité.....	1
ATCO : Alberta PowerLine construit la plus longue ligne de transport de 500 kV c.a. au Canada	2
ATCO : Miniréseau d'énergie renouvelable de Fort Chipewyan.....	3
Capital Power : Faire progresser le captage, l'utilisation et le stockage du carbone	4
ENMAX : Première turbine hybride à gaz électrique au Canada	5
ENMAX : Trouver une réponse au verrouillage du réseau urbain	6
FortisBC : Projet de réfection d'Upper Bonnington....	7
Hydro One : Un système de stockage de l'énergie en batterie pour améliorer la fiabilité.....	8
Hydro Ottawa : Premier service public au Canada à développer la fonctionnalité pour haut-parleurs intelligents	9
Hydro Ottawa : Le réseau transactionnel MiGen	10
Hydro-Québec : Électrification des transports.....	11
SIERE : Une nouvelle approche en matière de cybersécurité	12
London Hydro : Façonner l'expérience client à l'aide de commandes en temps réel et de Green Button (projet jeunesse)	13
Manitoba Hydro : Un outil de prévision avancé pour la planification fondée sur les risques et la priorisation des investissements dans le transport.....	14
Manitoba Hydro : Une commutation commandée pour alimenter les gros transformateurs.....	15
NB Power : Livraison de chauffe-eau v1.0	16
NB Power : Évaluation d'un lecteur de compteur à ondes RF (projet jeunesse)	17
NB Power & Nova Scotia Power : Une innovation du réseau intelligent sous le signe de la collaboration	18
Oakville Hydro : Un réseau intelligent	19
Ontario Power Generation : Diriger l'effort visant à introduire les petits réacteurs modulaires au Canada	20
Saint John Energy : Le projet de démonstration du réseau intelligent de RNCan	21
SaskPower : Le réseau provincial de télécommunications de la sécurité publique.....	22
Toronto Hydro : Identification des défaillances à l'aide de techniques d'apprentissage automatique	23
Toronto Hydro : Surveillance et contrôle du système de réseaux	24
TransAlta : Projet de stockage à batteries WindCharger.....	25
TransCanada Energy : La technologie CO ₂ supercritique pour la récupération et l'utilisation de la chaleur résiduelle.....	26
Utilities Kingston : Un système de gestion des interruptions pour l'excellence du service.....	27



PROJECT 01 **alectra**

TARIFICATION AVANTAGEUSE DE L'ÉLECTRICITÉ

Ce projet a permis aux clients de s'inscrire de façon volontaire à l'une des trois options de remplacement offertes en matière de tarification dans le but de diminuer leurs coûts d'électricité.

Ce projet, réalisé avec l'appui de la Commission de l'énergie de l'Ontario et de la SIERE, a connu un succès retentissant : il a offert à 9000 consommateurs un choix d'une ampleur sans précédent au sein du réseau électrique de l'Ontario et a permis à de nombreux participants de réaliser d'importantes économies sur leurs factures d'électricité, tout en aidant Alectra à gérer la charge de pointe et en encourageant l'adoption de nouvelles technologies.

Conçu spécialement pour les propriétaires de VÉ, le modèle « de nuit » a offert des réductions considérables sur les tarifs d'électricité de nuit à ces propriétaires (période pendant laquelle ils étaient encouragés à recharger leurs VÉ) en échange d'un tarif plus élevé pour les périodes de pointe. Les résultats démontrent des diminutions considérables de la consommation pendant les heures de pointe et de fortes augmentations

hors des heures de pointe. Ce modèle pourrait conduire aux avantages suivants du point de vue des clients, du réseau et de l'environnement.

1. Une diminution d'environ 80 % des coûts de recharge rend la possession d'un VÉ plus abordable. Comme le secteur des transports produisait 25 % des émissions de GES en 2016, les projets comme la TAÉ pourraient favoriser l'adoption de VÉ, diminuant ainsi les émissions de GES au Canada.
2. Les résultats ont démontré que la tarification volontaire peut considérablement diminuer les charges de pointe, ce qui pourrait retarder ou éliminer la nécessité d'investir dans l'avenir si elle est déployée à plus grande échelle. Une TAÉ élargi pourrait aussi régler les questions liées aux surplus de production à la charge de base.
3. La TAÉ aide les services publics à comprendre comment les choix des clients, la sensibilisation à l'énergie et d'autres facteurs peuvent conduire à des changements dans leurs habitudes, ce qui les aide à façonner les services futurs en matière d'énergie.



PROJECT **02** ATCO

ALBERTA POWERLINE CONSTRUIT LA PLUS LONGUE LIGNE DE TRANSPORT DE 500 KV C.A. AU CANADA

Alberta PowerLine (APL), un partenariat entre Canadian Utilities, une entreprise d'ATCO, et Quanta Services inc., a mis sous tension le projet de transport de 500 kV de Fort McMurray trois mois avant la date prévue, en respectant le budget, avec trois millions d'heures-personnes et un taux zéro de blessures. Cette ligne de transport de 508 km, qui relie Wabamun Alta et Fort McMurray, fournira un approvisionnement en électricité essentiel et une fiabilité accrue, en plus d'améliorer le réseau de transport dans le but de répondre aux demandes croissantes dans le nord de l'Alberta. Il s'agit également de la plus longue ligne de transport de 500 kV c. a. au Canada, classée parmi les 50 meilleurs projets d'infrastructure au Canada.

Conception novatrice en ingénierie :

APL a conçu et utilise des pylônes haubanés en V adaptés au projet plutôt que des pylônes de transport conventionnels pour construire de nombreuses sections du projet de transport de 500 kV de Fort McMurray Ouest.

La nouvelle conception réduit le temps nécessaire pour la construction de chacune des structures et diminue les coûts globaux des matériaux et de la construction pour le projet.

Renforcement du réseau à l'aide de partenariats :

APL a organisé plus de 3 000 réunions en personne, eu des échanges ouverts et transparents avec les gens et intégré les commentaires reçus dans ses plans de tracé et de construction. APL a également entrepris de vastes consultations auprès des collectivités autochtones et les a fait participer de façon active au projet par le biais de contrats importants.

Protection des caribous :

APL s'est engagée à protéger le caribou des bois, une espèce menacée importante pour la biodiversité de l'Alberta et qui joue un rôle central dans les cultures et l'histoire des collectivités autochtones situées à proximité des chantiers.



PROJECT **03** **ATCO**

MINIRÉSEAU D'ÉNERGIE RENOUVELABLE DE FORT CHIPEWYAN

ATCO et les partenaires autochtones de Fort Chipewyan installent actuellement le plus grand projet de miniréseau d'énergie solaire et de stockage hors réseau jamais construit au Canada, ce qui permettra à la collectivité de réduire sa dépendance à l'égard de la production de diesel. L'Athabasca Chipewyan First Nation, la Première Nation crie Mikisew et l'association locale 125 des Métis de Fort Chipewyan ont mis sur pied Three Nations Energy (3NE), qui sera propriétaire d'un parc solaire PV de 2 200 kW et exploitera celui-ci. Associé à un panneau solaire PV de 400 kW (phase 1) et un système de stockage sur batteries de 1 500 kWh (phase 2) appartenant à ATCO, ainsi qu'à des commandes de miniréseau, le projet répondra à 25 % des besoins en électricité de la collectivité, ce qui diminuera la consommation annuelle de diesel de 800 000 L et éliminera 2 170 tonnes d'émissions de CO₂ par année.

Le projet est un exemple de modèle de partenariat novateur de la façon dont les services publics et les collectivités autochtones peuvent créer ensemble un avenir énergétique propre.

La batterie au lithium-ion et les commandes de miniréseau sont essentielles à la fiabilité du système, puisqu'elles le stabilisent lors des fluctuations de la production solaire. De plus, la batterie stockera les surplus d'énergie renouvelable produite pendant les jours ensoleillés du printemps et de l'été, ce qui contribuera à compenser la consommation de diesel lors des journées nuageuses et en soirée.

D'autres avantages du projet comprennent l'amélioration de la qualité de l'air, la réduction du bruit, l'amélioration de la sécurité routière en diminuant le nombre de déplacements de camions-citernes chargés de diesel, la création d'emplois et de formations locaux en construction et le renforcement des capacités de la collectivité en matière de projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique futurs.



PROJECT **04** Capital Power

FAIRE PROGRESSER LE CAPTAGE, L'UTILISATION ET LE STOCKAGE DU CARBONE

Le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CUSC) est largement reconnue comme un élément nécessaire de la solution à long terme pour atteindre les objectifs de la politique climatique nationale et mondiale. Nous avons investi dans C2CNT, une technologie qui capte le dioxyde de carbone (CO_2) provenant des procédés industriels et le transforme en un produit utile appelé « nanotube de carbone ». Les nanotubes de carbone sont conducteurs, plus résistants que l'acier, plus légers que l'aluminium, et ont des applications multiples dans divers secteurs d'activités qui leur permettent d'améliorer différents matériaux.

Les technologies CUSC permettront la production de gaz naturel avec zéro ou presque zéro émission pour nous aider à intégrer davantage d'énergies renouvelables dans nos systèmes électriques fiables et abordables et à réduire les émissions provenant des nombreux processus industriels qui continueront à dépendre du gaz naturel.

En convertissant le carbone en divers produits utiles et intéressants, les technologies de CUSC créeront aussi de nouveaux emplois et des possibilités d'emploi dans plusieurs secteurs.

Le C2CNT sera une technologie de transformation dans le secteur des matériaux qui, ensemble, peut être un pas important vers la réalisation de nos objectifs de politique climatique communs.

Faisant partie des 5 finalistes de la filière de gaz naturel du concours Carbon XPRIZE de NRG COSIA, C2CNT construit actuellement une centrale de démonstration à l'Alberta Carbon Conversion Technology Centre (centre de technologies de conversion du carbone de l'Alberta, ou ACCTC). L'ACCTC, financé grâce au soutien des gouvernements du Canada et de l'Alberta, est hébergé au Centre d'énergie Shepard (dont Capital Power et ENMAX sont propriétaires).



PROJECT **05**

ENMAX

PREMIÈRE TURBINE HYBRIDE À GAZ ÉLECTRIQUE AU CANADA

Qu'est-ce qui se produit lorsque les turbines à gaz naturel et les batteries sont réunies? Nous obtenons de la flexibilité dans la manière dont l'électricité est produite et offerte au marché, avec des émissions considérablement réduites.

Avec l'ajout d'une nouvelle batterie lithium-ion de 10 MW et de 4,3 MWh d'une turbine existante au gaz naturel de son Centre Crossfield Energy, ENMAX installera la première turbine à gaz électrique hybride au Canada.

Cette solution innovante permettra à ENMAX de disposer de la turbine sans utiliser de carburant – ce qui est semblable à celui d'une voiture hybride qui passe au régime ralenti avec zéro émission lorsqu'elle se trouve à un feu rouge, puis utilise à la fois la batterie et le moteur pour accélérer à pleine vitesse lorsque le feu devient vert.

Le résultat est estimé à 274 000 tonnes d'émissions de GES par année, ce qui équivaut à 59 500 voitures en moins sur les routes annuellement.

Pour aider à concrétiser ce projet, ENMAX a participé à l'Industrial Efficiency Challenge (Défi d'efficacité industrielle) d'Emissions Reduction Alberta (ERA). Le projet de turbine hybride gaz-électricité de Crossfield a fait partie des 11 projets, sur les 93 reçus, à être reconnu pour sa possibilité de diminuer considérablement les émissions de gaz à effet de serre dans la province.



PROJECT **06** ENMAX

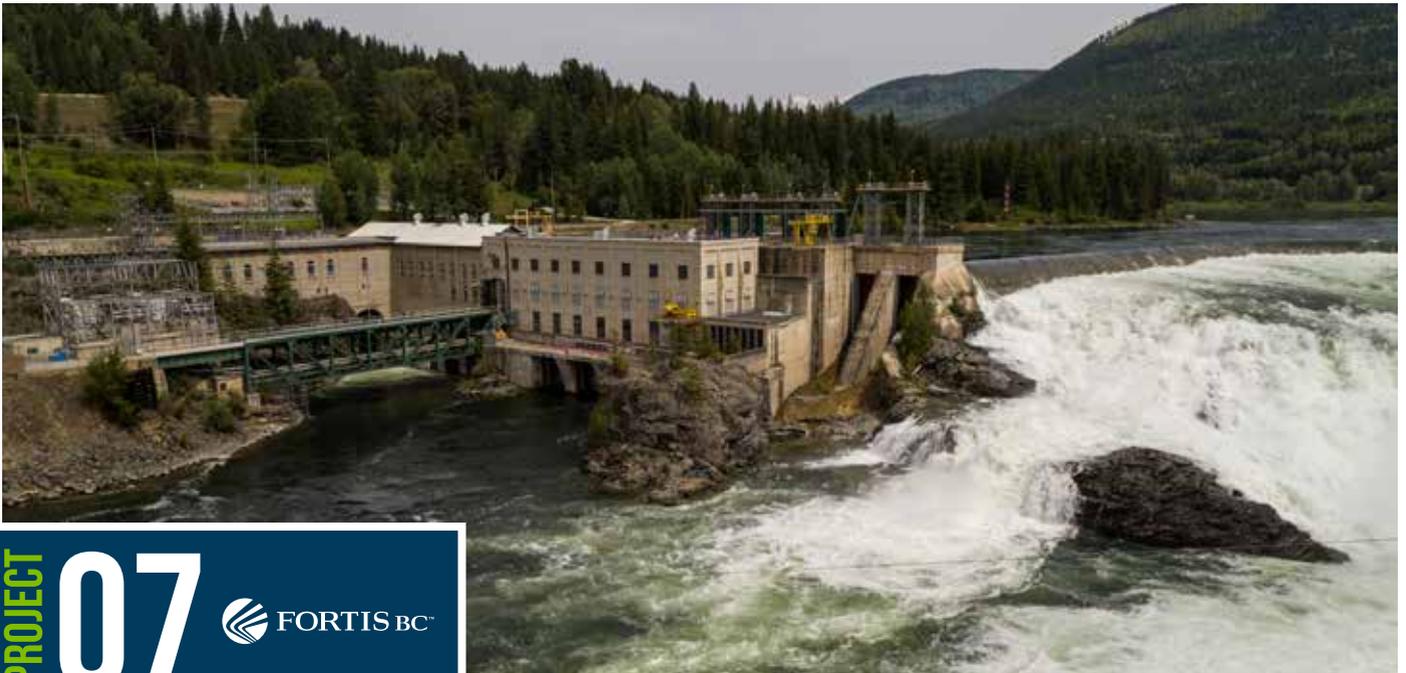
TROUVER UNE RÉPONSE AU VERROUILLAGE DU RÉSEAU URBAIN

Alors que les consommateurs d'énergie au réseau de distribution standard sont en mesure de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire et de la revendre au réseau pendant près d'une décennie, à Calgary, comme bien des milieux urbains en Amérique du Nord, il existe aussi un système hautement spécialisé et fiable, et ces types de systèmes n'ont jamais été conçus, par le passé, pour permettre un débit bidirectionnel de l'électricité.

ENMAX est le premier service public au Canada à proposer une solution à ce type unique de « verrouillage réseau ».

Grâce au financement de Ressources naturelles Canada et de Alberta Innovates, ENMAX montre comment des modifications novatrices apportées aux composantes matérielles et logicielles et aux systèmes de communication hautement spécialisés du réseau pourraient permettre la circulation bidirectionnelle de l'électricité sur un segment du réseau qui n'a pas été en mesure de le supporter.

En faisant progresser cette technologie, ENMAX offrira aux clients urbains davantage de choix : Libérer le potentiel des ressources d'énergie propre à petite échelle non seulement à Calgary, mais également dans d'autres villes confrontées aux mêmes problèmes.



PROJECT 07  FORTIS BC™

PROJET DE RÉFECTION D'UPPER BONNINGTON

L'entretien rigoureux de nos actifs existants est l'une des façons dont nous gardons les tarifs plus bas pour nos clients tout en leur fournissant de l'énergie propre.

Par exemple, nous avons mis en œuvre un programme de 30 millions de dollars, d'une durée de cinq ans, visant à remettre en état notre centrale de production d'Upper Bonnington afin de nous assurer qu'elle continue de fournir de l'énergie sécuritaire, fiable et propre pour les années à venir. West Kootenay Power, aujourd'hui FortisBC, a construit la centrale en 1907; à l'époque, elle présentait deux groupes de production qui soutenaient l'industrie minière florissante de la région. L'entreprise a ajouté deux groupes en 1916, et deux autres en 1939. Tous ces groupes sont toujours fonctionnels aujourd'hui.

Ce projet de réfection prolongera la durée de vie des installations pour au moins 20 ans. Elle fournira également des mesures et des dispositifs de protection qui répondront aux normes modernes.

Dans le cadre de ce projet, nous remplacerons les systèmes auxiliaires qui alimentent les groupes et remettrons en état bon nombre des composantes essentielles du système; ainsi, même après cette réfection, certaines des composantes originales, comme les turbines, les rotors et les turbogénérateurs resteront en service.

La centrale a récemment été reconnue au niveau international pour son exploitation en continu pendant plus de 110 ans. Elle a été choisie parmi plus de 100 centrales partout dans le monde pour l'Hydro Hall of Fame de 2018.



PROJECT **08** hydro one

UN SYSTÈME DE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE EN BATTERIE POUR AMÉLIORER LA FIABILITÉ

Une collectivité des Premières Nations du nord de l'Ontario souffre depuis longtemps d'une fiabilité qui laisse à désirer. Cette mauvaise fiabilité est le résultat d'une alimentation radiale très longue à partir des réseaux de transport et de distribution en amont. La nature de l'approvisionnement de la collectivité restreint les options viables possibles pour améliorer la fiabilité de l'électricité fournie à cette collectivité.

Sur le plan historique, seulement 1 % de toutes les pannes touchant la collectivité se sont produites au sein de la collectivité proprement dite. En conséquence, la collectivité est un candidat idéal pour l'amélioration de la rentabilité par l'entremise de l'installation d'un système de stockage de l'énergie en batterie (SSÉB) en îlotage.

Ce projet installera un SSÉB de 1,5 MW/3 MWh sur le dispositif d'alimentation fournissant de l'électricité à la collectivité des Premières Nations, ce qui lui permettra d'être îlotée et alimentée par le SSÉB pendant les pannes d'alimentation en amont.

Le SSÉB améliorera considérablement la fiabilité de l'électricité pour cette collectivité des Premières Nations. L'amélioration prévue, selon l'historique des pannes et les prévisions des besoins en énergie de la collectivité, est de plus de 60 %.

Comme ce projet sera le premier SSÉB exploité par Hydro One, il jettera les bases pour d'autres installations de ce genre dans le réseau d'Hydro One. Plus de 80 collectivités des Premières Nations et de nombreuses autres communautés sont aux prises avec une mauvaise fiabilité que l'installation d'un SSÉB pourrait améliorer.



PROJECT

09

 Hydro
Ottawa

PREMIER SERVICE PUBLIC AU CANADA À DÉVELOPPER LA FONCTIONNALITÉ POUR HAUT-PARLEURS INTELLIGENTS

Hydro Ottawa a lancé ses propres fonctionnalités pour haut-parleurs intelligents, compatibles avec l'appareil Alexa d'Amazon et l'assistant Google. Les clients peuvent désormais choisir leur mode d'interaction avec les entreprises. Ces demandes ont donné lieu à plus d'innovation de la part de ceux qui cherchent à rester pertinents, tout en procurant aux clients l'accès dont ils ont besoin.

Même si de nombreux utilisateurs ont d'abord fait l'acquisition de haut-parleurs intelligents pour un usage principalement audio, ceux-ci ont commencé à se servir d'assistants numériques à commande vocale comme Alexa et l'assistant Google. À présent, les clients peuvent accéder à leur compte d'Hydro Ottawa au moyen d'une simple commande vocale. Cela veut dire qu'ils bénéficient d'un libre accès à Hydro Ottawa 24 heures par jour et 7 jours par semaine.

La fonctionnalité pour haut-parleurs intelligents d'Hydro Ottawa est conçue pour répondre à certaines des questions les plus souvent posées par les clients. Après avoir demandé à l'assistant vocal d'« ouvrir Hydro Ottawa », les clients peuvent se renseigner sur le tarif actuel de l'électricité, sur la tarification différenciée dans le temps, ou lui demander des conseils en matière de conservation d'énergie afin de trouver les meilleures façons de réaliser des économies d'énergie chez soi. Les clients peuvent également obtenir de l'information relative aux pannes de courant et à leur facture d'électricité en ouvrant une session de leur compte. De plus, les consommateurs peuvent faire appel à ces services en tout lieu s'ils ont accès à Alexa ou à Google Assistant, que ce soit au moyen de leur téléphone, de leur tablette ou dans leur véhicule, à mesure que d'autres options s'ajoutent chaque jour. Ces fonctionnalités permettront aux entreprises d'innover et de s'adapter en fonction des demandes de la clientèle pour que cette activité continue de croître et d'évoluer avec sa clientèle.



PROJECT

10



LE RÉSEAU TRANSACTIONNEL MIGEN

Pour que le réseau de distribution d'électricité puisse continuer à croître et à évoluer, celui-ci doit se distancer d'un système traditionnel et centralisé pour ressembler davantage à un réseau qui sera également alimenté par les consommateurs et nos collectivités.

Le réseau transactionnel MiGen d'Hydro Ottawa est un projet pilote qui représente le futur marché énergétique, au sein duquel les consommateurs génèrent davantage de leur propre énergie, stockent de l'électricité, la partagent avec des voisins connectés et redistribuent l'énergie en excès dans le réseau.

MiGen est un microréseau complet de bout en bout qui permet d'optimiser la gestion des sources et des charges d'énergie à l'aide de l'intelligence artificielle et d'un marché transactionnel d'énergie. Il sera également doté d'un programme de fidélité avantageux pour les clients afin qu'ils prennent des décisions judicieuses en matière de gestion énergétique. MiGen fait la promotion de l'énergie renouvelable générée par les consommateurs, de la gestion efficace et de la résilience du réseau.

Il présente de nombreux avantages :

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre et création de collectivités à empreinte carbone nette nulle;
- Amélioration de la résilience et de la souplesse du réseau grâce à l'adoption d'un système à énergie solaire et de stockage en batterie et à la technologie intelligente;
- Capacité de réponse à une demande accrue;
- Diminution de l'investissement dans l'infrastructure du réseau traditionnel; et
- Promotion d'une innovation continue.

Le projet MiGen a vu le jour grâce à un financement partiel provenant du Fonds de développement du réseau intelligent de l'Ontario et du LDC Tomorrow Fund, en plus du soutien de sept collaborateurs du milieu universitaire et du secteur de l'énergie. De nouveaux partenaires se sont joints à l'équipe de MiGen et contribuent ainsi à l'augmentation de la capacité de la plateforme. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, consultez hydroottawa.com/MiGen.



PROJECT 11

ÉLECTRIFICATION DES TRANSPORTS

Révolutionner les transports de demain

En mettant au point des technologies novatrices en matière de batteries et de moteurs pour les véhicules électriques, en mettant en place un réseau de bornes de recharge publiques et en produisant de l'énergie propre et renouvelable, Hydro-Québec participe activement à l'électrification des transports. Du point de vue d'Hydro-Québec, promouvoir les transports électriques soutient les efforts de décarbonisation du Québec.

Le premier réseau de recharge publique au Canada

Le Circuit électrique est le premier réseau public de recharge destiné aux véhicules électriques. Il offre à la fois des bornes de recharge de 240 volts et de 400 volts partout au Québec et dans l'est de l'Ontario.

Il a rapidement pris de l'expansion pour être installé dans de nombreuses régions du Québec, et continue de croître dans de nouvelles régions urbaines. Aujourd'hui, il comprend près de 2000 bornes.

Les conducteurs peuvent maintenant se déplacer sans souci, en sachant qu'ils peuvent recharger leurs batteries sur la route si nécessaire.

La Loi favorisant l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques a été adoptée en juin dernier. Cette nouvelle loi autorise Hydro-Québec à utiliser les revenus découlant de l'augmentation des ventes d'électricité provenant des recharges effectuées principalement aux domiciles des propriétaires de véhicules électriques pour financer l'installation de plus de bornes de recharge rapide. En conséquence, les tarifs d'électricité ne sont pas touchés.

Le Circuit électrique a annoncé que les bornes de recharge rapide seront déployées plus rapidement dès cette année; environ cent nouvelles bornes de recharge rapide seront installées pendant l'année. Au cours des 10 prochaines années, 1 600 nouvelles bornes de recharge rapide seront déployées d'un bout à l'autre du Québec.

De plus, Ressources naturelles Canada a fourni une première phase de soutien financier pour ce projet.



PROJECT 12

UNE NOUVELLE APPROCHE EN MATIÈRE DE CYBERSÉCURITÉ

La SIÈRE est récemment devenue la première société d'exploitation en Amérique du Nord à avoir la responsabilité de fournir des services en matière de cybersécurité à l'ensemble de l'industrie de l'électricité, dans le cadre d'un nouveau mandat confié par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Le mandat comprend la collaboration avec les transporteurs et les entreprises de distribution locales pour faciliter l'échange de renseignements centralisés en matière de cybersécurité.

De plus, nous avons récemment lancé un nouveau centre d'opération de sécurité afin d'accroître nos capacités et d'être en mesure de remplir ce nouveau mandat. Le centre fournit des renseignements exploitables en temps quasi réel, 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, faisant en sorte que toute menace ciblant les données, les biens et les infrastructures soit traitée avant que des dommages et des perturbations considérables ne surviennent dans le système de l'Ontario.

Nous avons aussi établi une relation avec le Centre fédéral de la sécurité des télécommunications (CST) afin de pouvoir tirer profit des capacités internationales du CST pour soutenir les efforts que nous déployons pour protéger nos infrastructures électriques. Ceci nous donnera un aperçu global des tendances, des modèles et des avertissements antérieurs.

L'aspect le plus excitant de cette relation est une initiative connue sous le nom de Project Lighthouse. Il s'agit d'un projet à plusieurs étapes conçu pour favoriser la prise de conscience de la situation des cybermenaces qui pèsent sur les entreprises d'électricité en Ontario et pour permettre une intervention plus rapide. Cette initiative permettra d'analyser sur Internet les données provenant des entreprises de production, de transport et de distribution afin de prévoir et de cibler les attaques à la cybersécurité. Elle souligne également l'importance de la collaboration. Les services publics et les producteurs locaux comptent sur le soutien de la SIÈRE à l'échelle provinciale et du CST à l'échelle fédérale et internationale.



PROJECT
13



FAÇONNER L'EXPÉRIENCE CLIENT À L'AIDE DE COMMANDES EN TEMPS RÉEL ET DE GREEN BUTTON (PROJET JEUNESSE)

En collaboration avec la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO), London Hydro a été la première entreprise de distribution locale (EDL) à mettre en place un programme de mobilisation des clients qui combine les interventions en cas d'augmentations rapides de la demande de pointe critique et des outils de gestion de l'énergie « fondés sur les données » qui aident les clients à comprendre les répercussions de la consommation d'énergie en temps réel, une technologie fournie par Green Button.

L'application mobile Trickl a comme but de faire passer l'engagement des clients à un niveau supérieur et personnel. Elle regroupe des commandes des appareils domestiques, la surveillance de la consommation d'énergie, des conseils en matière d'efficacité énergétique et la réponse à la demande en un seul endroit.

Le premier groupe est axé sur l'étude des impacts et des changements comportementaux chez les clients utilisant des outils numériques, en

fonction de la disponibilité de l'information en temps réel relativement à la consommation d'énergie. Pour les second et troisième groupes, nous avons regroupé les fonctionnalités de temps réel et de réponse à la demande dans le but de déterminer si des prix incitatifs consistant en un tarif d'augmentation rapide de la demande de pointe critique, combinés à un tarif réduit hors pointe, étaient suffisants pour que les clients soient motivés à accepter des activités automatisées de contrôle de charge de courte durée.

Les résultats préliminaires de notre programme sont très prometteurs. Plus de 85 % des clients participant au programme ont activement pris part aux événements automatisés de réponse à la demande, avec une moyenne de 4 dérogations par événement. Le rapport provisoire témoigne d'une excellente participation des clients; les clients ont réalisé 5 % d'économies d'énergie lors des périodes de pointe et 3 % d'économies d'énergie en période de consommation moyenne pendant l'été (les 6 premiers mois du programme).

PROJECT **14** 

UN OUTIL DE PRÉVISION AVANCÉ POUR LA PLANIFICATION FONDÉE SUR LES RISQUES ET LA PRIORISATION DES INVESTISSEMENTS DANS LE TRANSPORT

Manitoba Hydro a relevé ces défis en mettant au point le modèle de risque en matière de fiabilité des systèmes. Cet outil compare les répercussions de ces investissements sur la fiabilité en tenant compte des défaillances possibles, uniques et simultanées, sur le réseau connexe du système. Ce modèle tient compte de la topologie du système, des données relatives à la charge (p. ex. : périodes de pointe, courbes de durée et incertitude en matière de prévisions de charge), des données sur la fiabilité de l'équipement, et des conditions propres aux réseaux (p. ex. : lignes à dérivations, schémas de protection particuliers, pannes de mode commun, etc.) afin de calculer des indices probabilistes de prévisions exprimés en MWh/année.

Cet outil comprend quatre modules différents conçus pour cerner les risques en matière de fiabilité associés aux différents segments du réseau de transport, qui pourraient être nécessaires pour éviter que les critères de fiabilité liés à la tension ou à la chaleur ne soient enfreints.

Dans chacun des cas, la valeur prévue est déterminée en évaluant la probabilité des différents états possibles du système et les conséquences de ces états qui découlent de diverses défaillances. Ces indices offrent un moyen de tenir compte de la valeur monétaire des risques liés à la fiabilité du transport dans le cadre de valeur de l'entreprise, cadre utilisé pour définir la priorité des investissements.

Manitoba Hydro utilise actuellement cet outil. D'autres organismes nous ont demandé de leur fournir plus de détails sur nos méthodes, notamment le Groupe de travail sur les pratiques exemplaires de l'Association canadienne de l'électricité, le Composite Resource Adequacy and Transmission Reliability Planning Forum de la North American Electric Reliability Corporation (NERC), la Saskatchewan Power Corporation et BC Hydro. En plus, à la demande de CEATI, Manitoba Hydro a créé une ligne directrice pour la gestion des risques associés à l'équipement et aux appareils des postes électriques afin de résoudre les différents défis et incertitudes auxquels l'industrie de l'électricité est confrontée.



PROJECT

15

 Manitoba
Hydro

UNE COMMUTATION COMMANDÉE POUR ALIMENTER LES GROS TRANSFORMATEURS

Les champs magnétiques résiduels présents dans les grands transformateurs peuvent rendre leur mise sous tension difficile. Les dépressions de tension et les harmoniques qui en résultent peuvent entraîner des lumières vacillantes, des dommages matériels et même des pannes généralisées pour les clients.

Des disjoncteurs spéciaux avec des résistances de pré-insertion peuvent réduire le problème, mais ne peuvent pas l'éliminer. Ils sont également coûteux, difficiles à remplacer à 230 kV et en dessous, et nécessitent un entretien fréquent. Pour résoudre ce problème et diminuer les coûts, Manitoba Hydro a examiné l'utilisation de la commutation contrôlée (aussi connue sous le nom de « commutation sur point d'onde » [POW en anglais]) — une technologie relativement nouvelle qui peut alimenter en toute sécurité de gros transformateurs de puissance à l'aide de disjoncteurs standard.

Manitoba Hydro a mis en pratique des techniques de modélisation de transformateurs à la fine pointe de la technologie et a appris que l'approche

standard, qui consiste à utiliser des transformateurs-condensateurs de tension pour mesurer l'induction résiduelle à l'intérieur du transformateur, n'était pas suffisamment précise. En outre, elle a confirmé que la technique standard, soit de faire une commutation à l'induction maximale, était trop sensible aux variations des paramètres. Manitoba Hydro a mis au point une nouvelle technique selon laquelle la commutation était effectuée à des niveaux d'induction minimaux.

Ces techniques de modélisation et ces approches d'étude ont été élargies et améliorées en fonction du cas de l'alimentation des convertisseurs CCHT dotés de transformateurs. Ceci a permis que, pour la première fois au monde, deux convertisseurs CCHT dotés de transformateurs reliés en parallèle soient alimentés en toute sécurité à l'aide d'une commutation commandée

D'autres services publics peuvent désormais économiser potentiellement des millions de dollars en utilisant la commutation commandée des transformateurs avec confiance, en sachant que Manitoba Hydro a rigoureusement analysé et testé cette technologie et l'a mise en place avec succès à un endroit exigeant.



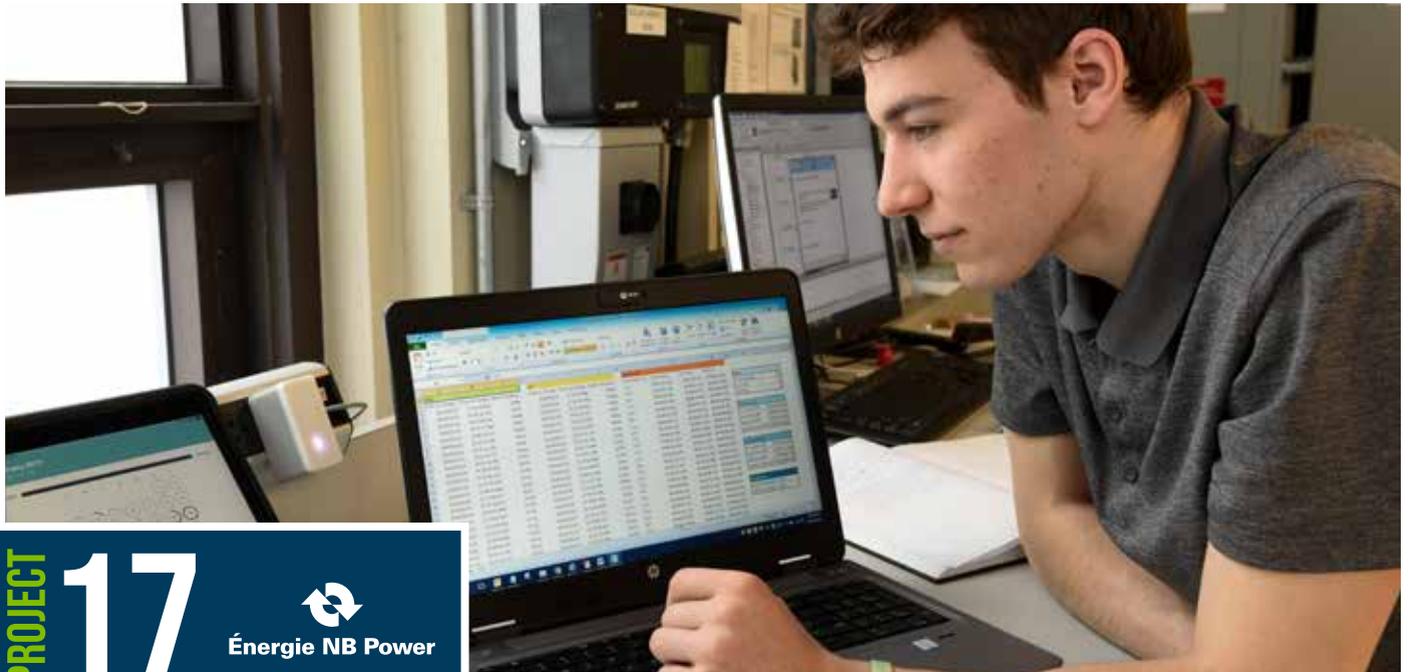
PROJECT **16**  Énergie NB Power

LIVRAISON DE CHAUFFE-EAU V1.0

Pour répondre à une demande de pointe en hiver, il faut une quantité considérable d'énergie produite par les centrales. Si nous ne gérons pas correctement le problème de la charge élevée, nous devons déboursier d'importantes sommes pour construire de nouvelles centrales à l'avenir. Afin d'éviter ce résultat, le projet vise à déployer des chauffe-eaux réglables pour répondre aux défis que posent les situations de charge élevée. La plupart des chauffe-eaux utilisent environ 3 kW d'électricité lorsqu'ils chauffent, et Énergie Nouveau-Brunswick loue la plupart des chauffe-eau installés dans la province. Avoir la capacité de contrôler cette charge en période de pointe aiderait à diminuer les coûts d'exploitation et à améliorer la souplesse du réseau.

Les périodes de pointe hivernales se produisent environ douze fois par année, alors les clients n'ont pas besoin de s'inquiéter au sujet de l'intervention fréquente des services publics. De plus, nos réservoirs d'eau sont très résistants et leur taux de récupération est court. Un événement de réduction de charge ne durerait que 2 heures. Notre objectif serait de nous assurer que les clients ont de l'eau chaude avant, pendant et après une période de demande de pointe.

Peter MacDonald travaille à la mise au point d'une solution peu coûteuse pour l'entreprise de services publics. Il s'est énormément investi dans la définition des exigences opérationnelles qui ont été incluses dans une demande d'information. De plus, il a été responsable de l'installation des contrôleurs dans le Laboratoire d'innovation du réseau intelligent pour les essais et la documentation des défis liés à l'installation et à la mise en service. Peter joue un rôle de premier plan dans l'évaluation des technologies choisies dans le cadre du processus de demande d'information. Les technologies sont mises à l'essai dans le laboratoire pour vérifier leur sécurité, leur rendement, et leur capacité à répondre à la demande de pointe.



PROJECT 17

Énergie NB Power



ÉVALUATION D'UN LECTEUR DE COMPTEUR À ONDES RF (PROJET JEUNESSE)

Ce projet avait pour objectif d'analyser l'exactitude d'un lecteur de compteur à ondes RF et de documenter les défis liés à l'installation et la mise en service du lecteur. Ce lecteur est un appareil enfichable à 120 V qui signale la consommation d'énergie à l'aide d'un compteur de services publics. En recevant les transmissions RF que le compteur émet, l'appareil est en mesure de mesurer la consommation d'énergie; ces données sont utilisées pour produire un graphique de la demande quotidienne en électricité. Tous ces renseignements sont stockés dans un environnement infonuagique et peuvent être affichés à l'aide de l'application Android ou iOS du fournisseur.

Ce dispositif pourrait éventuellement être utilisé comme appareil de mesure à faible coût à des fins d'essais en laboratoire, voire comme moyen de mesure de la consommation d'électricité des clients. Les essais consistaient à relier trois charges électriques à un banc d'essai, où un compteur de services publics et un système d'automate programmable

pouvaient mesurer ces charges. Un profil de charge a été créé pour ces charges, afin de les mettre en marche et hors marche automatiquement en fonction d'un horaire quotidien. En plus de l'automate programmable, le dispositif comprenait un système d'acquisition de données à haute résolution qui recevait les transmissions du compteur. Deux grandes comparaisons ont été faites : une première entre les données du lecteur de compteur à ondes RF et les lectures du système d'acquisition de données, et une seconde entre les mesures de l'automate programmable et les données affichées dans l'application.

Les essais initiaux ont été achevés en avril 2019 et les résultats associés à l'appareil étaient probants. Mettre à l'essai un produit dans le Laboratoire d'innovation du réseau intelligent est une étape importante pour Énergie Nouveau-Brunswick dans le lancement d'une nouvelle technologie ou d'un nouveau programme accessible aux clients.



UNE INNOVATION DU RÉSEAU INTELLIGENT SOUS LE SIGNE DE LA COLLABORATION

Nova Scotia Power et Énergie NB se sont associées pour travailler sur un projet de collaboration éventuel axé sur le réseau intelligent, qui déploiera et mettra à l'essai de nouvelles technologies énergétiques numériques dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel des réseaux de ces deux provinces.

Il s'agit d'un partenariat unique entre deux entreprises de services publics d'électricité provinciales au Canada. Les deux entreprises déploieront et mettront à l'essai de nombreuses technologies d'énergie solaire, de batteries, de recharge intelligente des VE et de thermostats intelligents, dans le but d'optimiser les avantages de chacune de ces technologies pour les clients et pour le réseau. Nova Scotia Power et Énergie NB mettront en place le même logiciel complet de commande, conçu sur mesure pour répondre à leurs priorités individuelles. Afin de maximiser les apprentissages que le projet permettra de réaliser, chacune des entreprises concentrera ses efforts sur des aspects différents des essais, puis les deux entreprises partageront leurs résultats.

Nova Scotia Power examinera comment les clients et l'entreprise peuvent tirer profit de la recharge intelligente des VE et de la combinaison des ressources décentralisées d'énergie solaire et de batteries. L'initiative propre à l'énergie solaire et aux batteries sera axée sur les clients commerciaux et industriels. Énergie NB étudiera comment différentes combinaisons d'installations solaires sur les toitures, de batteries, de taux différenciés dans le temps et de thermostats intelligents peuvent profiter aux clients résidentiels et à l'entreprise de services d'électricité. Les deux entreprises feront appel à des approches et des offres légèrement différentes pour vérifier la mobilisation des clients envers des jardins solaires communautaires et les avantages que ces jardins leur procurent.

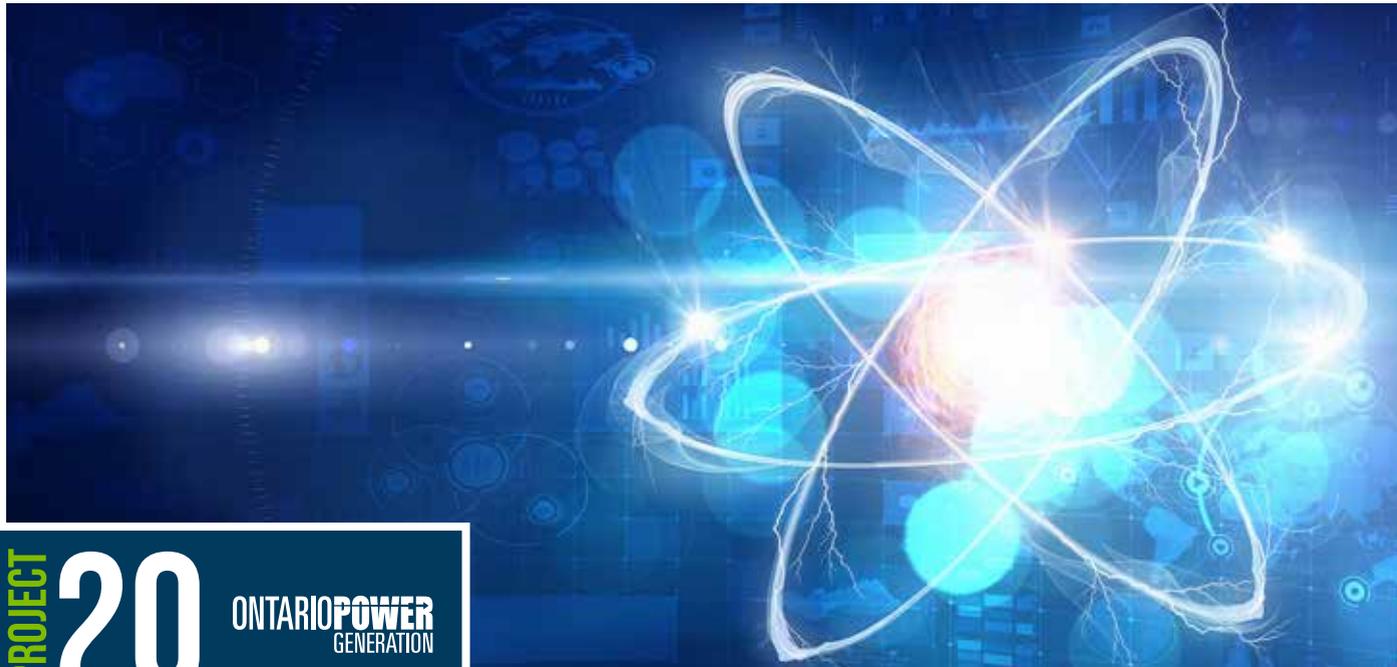


UN RÉSEAU INTELLIGENT

Dans la société actuelle, les maisons, les entreprises et les institutions se fient à l'électricité pour accomplir les tâches les plus élémentaires. Les pannes imprévues peuvent causer d'importants inconvénients pour certains, et des pertes de revenus pour d'autres. Que ce soit pour le chauffage, la climatisation, les appareils électroménagers, les ordinateurs, le réseau Wi-Fi ou même la plupart des téléphones filaires, l'électricité est essentielle pour les clients résidentiels et commerciaux. Il n'est donc pas surprenant que le public éprouve une grande frustration en cas de panne, ce qui conduit à une multitude de gazouillis, commentaires et publications empreints de mécontentement sur les médias sociaux. Les services publics d'aujourd'hui ont besoin de solutions novatrices pour intervenir plus rapidement et plus efficacement en cas de panne. L'intelligence distribuée en réseau peut faire partie de la solution pour répondre aux attentes des parties prenantes.

La solution novatrice clé d'Oakville Hydro comprend la mise en place et l'utilisation d'une intelligence distribuée hautement complexe pour le réseau électrique. Grâce à des sondes perfectionnées, ce réseau répond automatiquement aux conditions changeantes du réseau électrique sans intervention manuelle, rétablissant ainsi l'électricité aux clients en quelques secondes. La construction de ce réseau a permis de remplacer l'équipement qui était presque en fin de vie par des appareils à commutation automatique. Elle a été l'occasion de déployer la technologie de réseau intelligent à un niveau municipal local afin qu'elle ait des répercussions maximales sur les clients.

À présent, lorsqu'une panne survient, les appareils de commutation sont en mesure de détecter une perte d'électricité et de reconfigurer le réseau automatiquement pour qu'il utilise un autre point d'approvisionnement, ce qui permet de rétablir le courant presque immédiatement sans intervention humaine.



PROJECT 20 **ONTARIOPOWER**
GENERATION

DIRIGER L'EFFORT VISANT À INTRODUIRE LES PETITS RÉACTEURS MODULAIRES AU CANADA

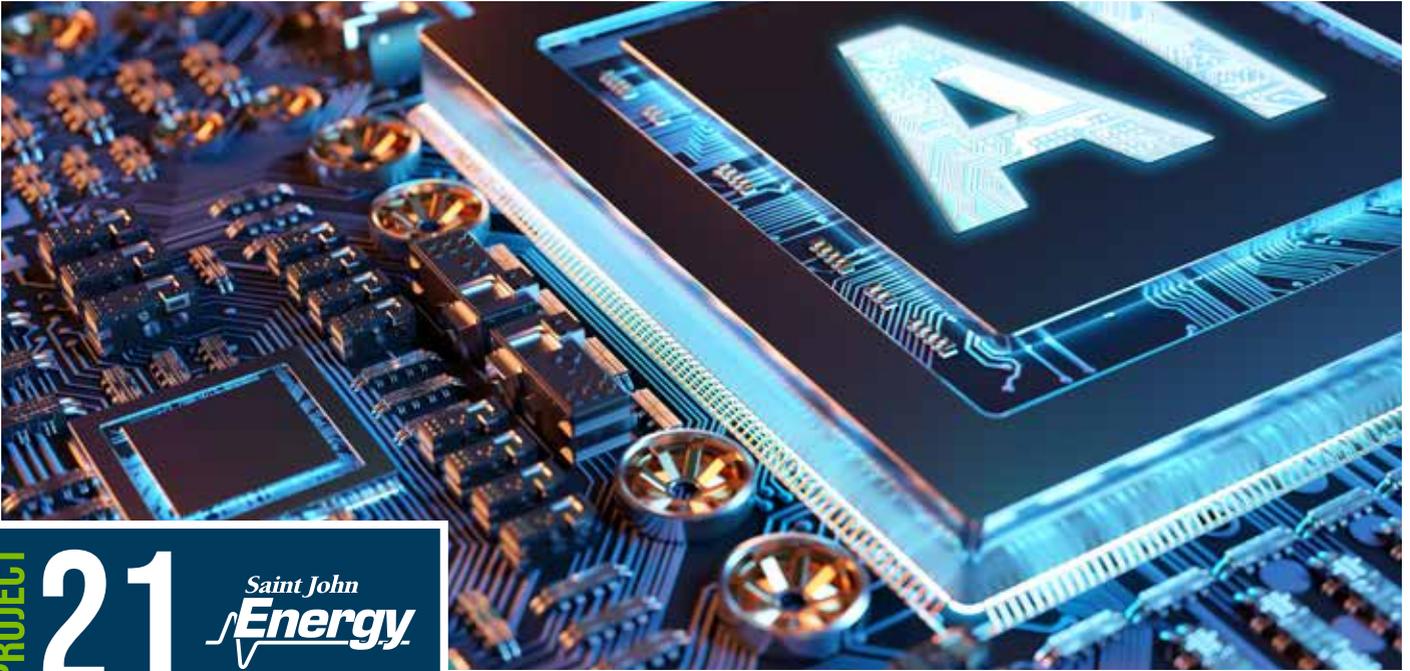
Les petits réacteurs modulaires (PRM) sont la toute dernière évolution de l'industrie nucléaire. Conçus pour fournir de l'énergie fiable sans émission de carbone, ils sont de plus petite taille que les réacteurs traditionnels, mais s'appuient sur la même technologie.

Les PRM sont une source d'énergie fiable pour remplacer les combustibles fossiles et n'émettent aucun gaz à effet de serre. Elles pourraient favoriser l'utilisation d'énergies renouvelables et aider le Canada à atteindre ses objectifs en matière de changements climatiques. OPG dirige les efforts visant à introduire les PRM au Canada. En collaboration avec des représentants de l'industrie, le personnel d'OPG a grandement contribué à la conception de la « feuille de route des PRM au Canada », qui définit la vision et le cadre de référence du déploiement éventuel des PRM.

Grâce à un historique de 50 ans d'exploitation sécuritaire de l'énergie nucléaire et à une réussite éprouvée en matière d'opérations et de

gestion de projets, les fournisseurs de PRM demandent conseil aux employés compétents et expérimentés d'OPG. OPG collabore avec des fournisseurs de PRM chefs de file sur le marché, comme NuScale et Global First Power (GFP), qui travaillent tous deux à lancer des technologies novatrices en matière de PRM. Dernièrement, la collaboration d'OPG avec GFP a conduit à l'atteinte d'un important jalon : La présentation de la toute première demande de permis réglementaire au Canada pour les PRM.

OPG possède l'expérience et la polyvalence nécessaire pour diriger la promotion des PRM. Nous sommes déjà un chef de file en production d'énergie propre, comme le démontre notre portefeuille, qui comprend plus de 90 % d'énergie sans émissions de smog et de carbone. L'ajout de PRM est une autre étape favorable de notre approche multitechnologique envers un avenir plus propre.



PROJECT

21

Saint John
Energy

SMART ENERGY - LE PROJET DE DÉMONSTRATION DU RÉSEAU INTELLIGENT DE RNCANPROJECT

Le projet pilote de réseau intelligent (Smart Energy) de Ressources Naturelles Canada (RNCan) est un projet avancé de réponse à la demande qui vise à tirer profit de l'intelligence artificielle pour réduire les demandes de pointe.

L'initiative du réseau intelligent de RNCan cherche à démontrer que les prévisions météorologiques et d'autres données pertinentes peuvent être mises en corrélation avec la courbe de charge quotidienne des services publics, de manière que les périodes de pointe et les périodes de faible demande du système puissent être prédites avec exactitude. Le projet utilise également plusieurs ressources énergétiques décentralisées (RED) qui aideront à réduire les charges de pointe du système et les émissions de gaz à effet de serre.

Avantages :

- Mettre au point une prédiction des demandes de pointe mensuelles du système et une planification des ressources à l'aide de l'intelligence artificielle et de l'apprentissage automatique;
- Diminuer la charge de pointe du réseau provincial et les charges associées à la demande pour Saint John Energy
- Tirer profit à la fois des actifs résidentiels, commerciaux et publics – partager les bénéfices avec les consommateurs finaux;
- Réduire les GES – avantageux pour le réseau provincial;
- Augmenter le potentiel d'exportation – d'autres services publics pourraient tirer profit du gestionnaire de système intégré (IA);
- Mettre en place la fondation d'un centre d'innovation à Saint John en collaboration avec des établissements postsecondaires.



PROJECT **22**  **SaskPower**
Powering the future®

LE RÉSEAU PROVINCIAL DE TÉLÉCOMMUNICATIONS DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE

Au terme d'une étude approfondie, SaskPower a conclu une entente avec l'ancien ministère des Services correctionnels et de la Sécurité publique et la GRC. Le résultat de cette entente a été la création du réseau provincial de télécommunications de la sécurité publique (RPTSP) — un réseau radio de sécurité publique gérée par l'entremise du partenariat entre les trois organismes. Le RPTSP fournit aux organismes publics responsables de la sécurité, notamment les services d'incendie, les services policiers, les services médicaux d'urgence, les organismes de préparation en cas d'urgence et les groupes bénévoles de recherche et de sauvetage des communications radio interopérables qui facilite la communication efficace entre ces organismes en cas d'urgence.

Le réseau en croissance, qui compte près de 8000 radios, comprend 260 stations de répéteurs qui permettent aux signaux d'être reçus et transmis sur un territoire étendu. Le RPTSP est unique en son genre, en raison du fait qu'il a été le premier réseau installé dans toute une province, entièrement fonctionnel et interopérable au Canada.

Le réseau de fibre optique de SaskPower est l'épine dorsale du système. Initialement mis au point pour améliorer la fiabilité des communications entre nos centrales et nos installations de commande centralisées à Regina, ce réseau de 2700 kilomètres, combiné à l'électricité que fournit SaskPower aux stations de répéteurs, permet au réseau électrique de rester fiable.

Un partenariat entre trois grandes organisations qui comprend de nouvelles responsabilités communes est une initiative considérable. SaskPower est fière de dire que la province est un endroit plus sécuritaire grâce au RPTSP et à ce partenariat.

IDENTIFICATION DES DÉFAILLANCES À L'AIDE DE TECHNIQUES D'APPRENTISSAGE AUTOMATIQUE

Dans un réseau de distribution aérien traditionnel, un grand nombre de pannes (en particulier les réenclenchements automatiques associés à des pannes d'une durée inférieure à 1 minute) ont une cause classée comme étant « inconnue ». C'est pourquoi Toronto Hydro a examiné de nouvelles percées technologiques comme un outil d'identification des défaillances. Cet outil tire profit des données déjà amassées par l'entreprise de services publics (p. ex. : des données sur la qualité de l'onde) et applique des algorithmes d'apprentissage automatique qui « apprennent » des données relatives aux pannes de causes « connues » et prennent des décisions en fonction de ces données pour déterminer la cause probable des interruptions dont la cause est « inconnue ».

Cet outil aidera à analyser et diagnostiquer les problèmes survenant sur le réseau, notamment les interruptions intermittentes provenant des dispositifs d'alimentation.

Nous évaluons actuellement l'exactitude de l'outil en empêchant les interruptions de causes « connues » d'alimenter le modèle d'apprentissage automatique afin de déterminer si ce modèle peut correctement les catégoriser. Les résultats dont témoignent les données de 2018 sont prometteurs.

L'outil d'identification des défaillances est l'une des premières applications de l'apprentissage automatique dans le milieu des services publics d'électricité.



PROJECT

24



SURVEILLANCE ET CONTRÔLE DU SYSTÈME DE RÉSEAUX

Toronto Hydro cherche constamment des façons de mieux surveiller son équipement afin d'améliorer la fiabilité, la gestion des actifs et le service à la clientèle. Plus récemment, elle a commencé à mettre en place un programme de surveillance et de contrôle de l'état du système de réseaux à l'échelle du système de réseaux secondaires de Toronto.

Ce programme permettra de surveiller et de contrôler l'équipement des réseaux secondaires en temps réel. Pendant ce temps, l'équipe des opérations du réseau de distribution sera en mesure de surveiller les actifs en direct et de recevoir immédiatement des alertes si des problèmes surviennent dans les chambres des réseaux. De plus, le groupe de gestion des actifs sera en mesure de déterminer les tendances en matière d'état tout au long de la durée de vie de l'actif (p. ex : charge, température et niveau du pétrole) dans le but de prévoir tout problème qui, autrement, ne serait pas apparent.

Dans le cadre de ce programme, nous avons aussi muni nos actifs existants de sondes, en plus d'installer des infrastructures de fibre optique pour permettre la communication avec ces actifs de distribution. L'installation se déroule en plusieurs phases; le système de communication est installé en premier, suivi des sondes de l'équipement et du matériel de surveillance des chambres.

Cet équipement offrira les avantages auxquels nous nous attendons, notamment la surveillance à distance des chambres, l'enregistrement de données exactes et une exposition réduite, pour les travailleurs sur le terrain, à la nécessité d'entrer dans les chambres. Ce programme est actuellement en phase de mise en place; par exemple, de l'équipement a été installé dans certaines stations et est en phase d'essai, et leur mise en service devrait avoir lieu l'an prochain dans ces installations. Toronto Hydro prévoit de terminer la mise en service de toutes les chambres principales du réseau d'ici 2025.



PROJECT 25 TransAlta™

PROJET DE STOCKAGE À BATTERIES WINDCHARGER

TransAlta conçoit actuellement le projet de stockage à batteries WindCharger, un projet de stockage d'énergie novateur de 10 MW/20 MWh. Ceci se situera dans le sud de l'Alberta, dans le district municipal de Pincher Creek, à côté du poste du parc éolien de Summerview de TransAlta.

Le projet emmagasinerà l'énergie produite par le parc éolien de Summerview II et la libérera dans le réseau électrique de l'Alberta pendant les périodes de pointes de demande.

Ceci devrait être la première installation de stockage à batteries de l'Alberta et utilisera une technologie nouvellement conçue efficace à batteries au lithium-ion.

La construction du projet devrait commencer en mars 2020, et l'exploitation commerciale, en juin 2020. TransAlta recevra du soutien pour le projet de la part d'Emissions Reduction Alberta sous forme de cofinancement.



PROJECT 26  TC Energy

LA TECHNOLOGIE CO₂ SUPERCRITIQUE POUR LA RÉCUPÉRATION ET L'UTILISATION DE LA CHALEUR RÉSIDUELLE

À l'origine, le projet de récupération de la chaleur résiduelle de TC Energy, qui faisait partie de l'Industrial Efficiency Challenge («Défi lié à l'efficacité industrielle») d'Emissions Reduction Alberta (ERA), prévoyait l'installation d'un système de démonstration dédié à la récupération de la chaleur résiduelle dans une station de compression de TC Energy en Alberta pour réduire considérablement les émissions de gaz à effet de serre (GES). La technologie simplifiée du CO₂ supercritique est une première dans le domaine de récupération de la chaleur résiduelle. Elle utilise le dioxyde de carbone supercritique (CO₂ supercritique) comme fluide de travail pour récupérer la chaleur résiduelle d'une turbine à gaz et la convertir en électricité sans émission grâce à un générateur.

Cette nouvelle technologie pourrait permettre d'éliminer la consommation d'eau, de simplifier les opérations pour les projets à venir, de réduire au minimum les répercussions sur l'environnement et d'accroître l'efficacité du cycle de récupération de la chaleur qui se branche directement au réseau.

Elle crée également une chaîne de valeur supplémentaire à partir de ce qui est habituellement une source d'énergie gaspillée.

On estime que le projet de démonstration permettra de réduire les émissions de GES jusqu'à 44 000 tCO₂e/an une fois la mise en œuvre terminée. Par la mise en place de compensations de carbone grâce au déplacement de l'électricité du réseau, ce projet pourrait réduire les coûts de conformité jusqu'à 1,3 M\$/an, pour conformer l'installation au règlement intitulé Carbon Competitiveness Incentive Regulation (CCIR), un règlement sur l'encouragement à la compétitivité en matière de carbone.



PROJECT 27  Utilities Kingston

UN SYSTÈME DE GESTION DES INTERRUPTIONS POUR L'EXCELLENCE DU SERVICE

Utilities Kingston a mis en place un nouveau système de gestion des interruptions (SGI) pour améliorer davantage le traitement et le signalement des pannes de courant. Le SGI SurvalentONE signale à la fois les interruptions prévues et imprévues en fournissant des renseignements précis et opportuns, à la fois pour le public et pour les équipes qui travaillent à rétablir le courant.

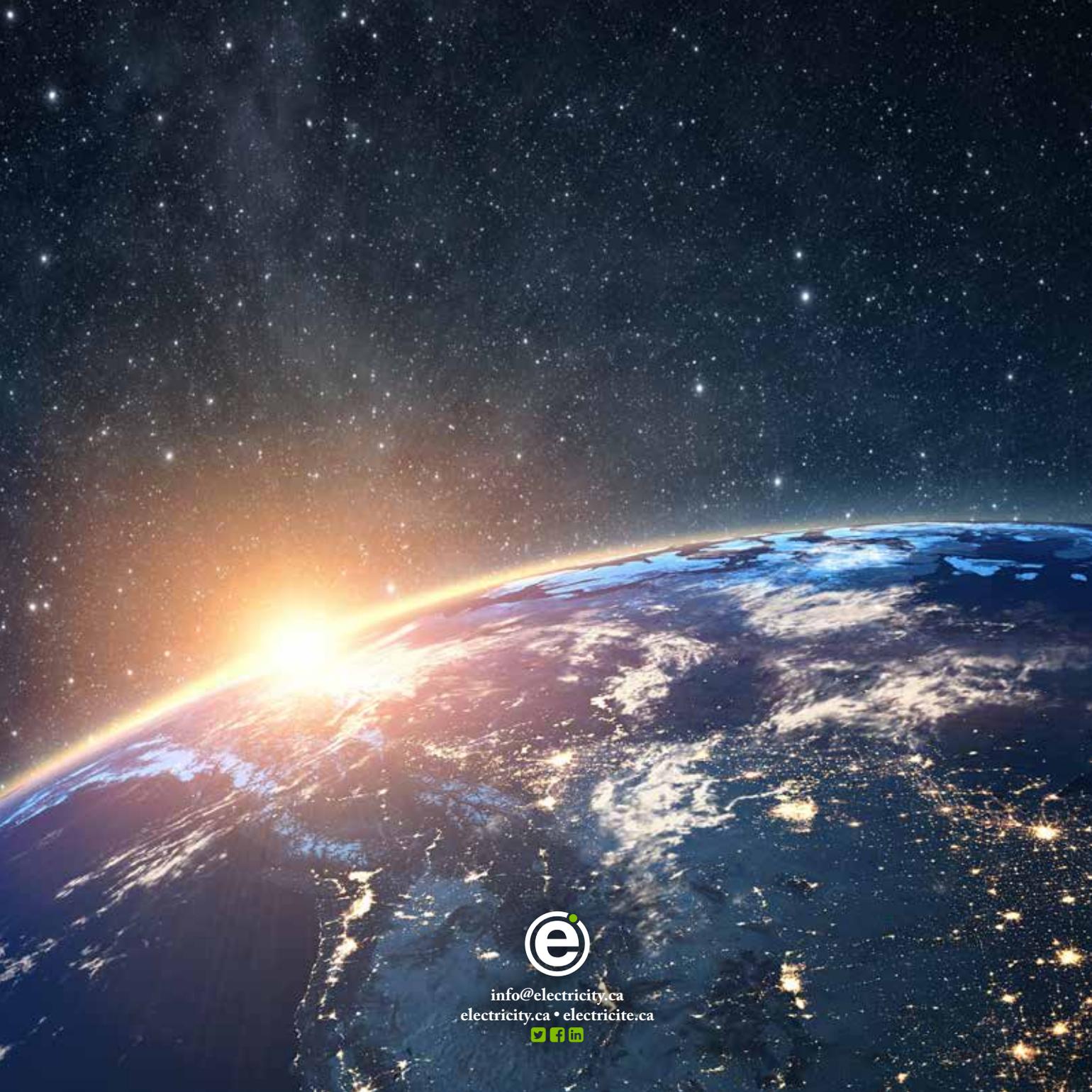
Ceci aide les services publics à diffuser plus rapidement à ses clients des renseignements exacts sur les interruptions et permet aux équipes de rétablir le courant plus rapidement, dans le but de réduire la durée et les perturbations des pannes. Les clients disposent d'un autre outil pour déterminer si un problème d'alimentation électrique est situé dans l'entreprise de services publics ou sur une propriété privée.

Le SGI est le résultat d'un projet d'une durée de deux ans qui comprenait une intégration avec des systèmes d'Utilities Kingston, soit le système de contrôle et de surveillance, le système d'information géographique, le système d'information

des clients et les infrastructures de comptage.

Utiliser des données de ces quatre sources permet d'obtenir des renseignements plus adéquats et un diagnostic supérieur sur le terrain. Le système informe les opérateurs au sujet d'une interruption, en fonction de l'état des compteurs intelligents ou d'autres appareils sous surveillance. Les interruptions vérifiées sont affichées sur la carte publiée à l'adresse <https://Power.UtilitiesKingston.com/Outages>, dans l'intention de diminuer le nombre d'appels que recevront les membres de notre personnel du centre d'opérations, ce qui leur permettra de concentrer leurs efforts sur le rétablissement du courant de manière efficace et en toute sécurité.

Utilities Kingston a aussi l'intention d'évaluer l'utilisation de cette technologie pour les interruptions des services d'eau et de gaz naturel — il s'agit de l'un des avantages de son modèle multiservices. Cette entreprise de services publics travaille avec ardeur pour améliorer la prestation des services publics, aujourd'hui et à l'avenir!



info@electricity.ca
electricity.ca • electricite.ca

